

Q U É B E C

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

NO : R-4041-2018

DEMANDE RELATIVE AU PROGRAMME GDP
AFFAIRES

HYDRO-QUÉBEC
(ci-après le «DISTRIBUTEUR»)

Demanderesse

et

L'ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DES
CONSOMMATEURS INDUSTRIELS
D'ÉLECTRICITÉ
(ci-après « AQCIE »)

et

LE CONSEIL DE L'INDUSTRIE FORESTIÈRE
DU QUÉBEC
(ci-après « CIFQ »)

Intervenants

MÉMOIRE DE L'AQCIE ET DU CIFQ

LES INTERVENANTS, L'AQCIE ET LE CIFQ, SOUMETTENT RESPECTUEUSEMENT CE
QUI SUIT :

1. BILAN EN PUISSANCE

Le Distributeur présente une mise à jour du bilan en puissance. Cependant, il précise que celui-ci est préliminaire et qu'un nouveau bilan sera déposé à l'automne 2018.¹

¹ B-0010, page 6

**TABLEAU 1 :
BILAN DE PUISSANCE PRÉLIMINAIRE DU DISTRIBUTEUR**

	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026
Besoins à la pointe	38 387	38 714	38 920	39 290	39 600	39 879	40 151	40 424
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 701	3 882	3 945	4 075	4 112	4 143	4 174	4 204
Besoins à la pointe - incluant la réserve	42 089	42 596	42 865	43 365	43 712	44 022	44 325	44 628
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Approvisionnements additionnels requis	4 647	5 154	5 423	5 923	6 270	6 580	6 883	7 186
HQP - Base et cyclable	600	600	600	850	1 000	1 000	1 000	1 000
dont puissance rappelée				250	400	400	400	400
Appel d'offres de long terme (AO 2015-01)	500	500	500	500	500	500	500	500
Autres contrats de long terme	1 827	1 874	1 974	1 974	1 974	1 966	1 966	1 966
• Éolien (4 000 MW) ⁽¹⁾	1 467	1 477	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484
• Biomasse et petite hydraulique	360	398	489	489	489	481	481	481
Gestion de la demande en puissance	1 320	1 390	1 420	1 470	1 500	1 510	1 530	1 540
• Électricité interruptible	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Interventions en gestion de la demande en puissance	320	390	420	470	500	510	530	540
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250
Puissance additionnelle requise	150	550	700	900	1 050	1 350	1 650	1 950

5

Note (1) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne.

Selon ce bilan, en considérant que le potentiel de contribution des marchés de court terme est de 1100 MW², le distributeur fera face à un déficit de capacité dès l'hiver 2023-2024. Il est à noter que ce déficit pourrait être reporté puisque, en réponse à une demande de renseignements, le Distributeur mentionne qu'il a effectué un appel d'offres à l'automne 2017 et qu'il a retenu un fournisseur sur le marché de l'Ontario pour une quantité de 125 MW. Il ajoute toutefois qu'il est toujours en discussion avec l'IESO et le Transporteur concernant les ajustements nécessaires aux règles de marché pour faciliter les achats de puissance provenant de ce marché.³ Inversement, il est également possible que les besoins en puissance augmentent plus rapidement que prévu si des investissements industriels se concrétisent.

Pour combler les besoins anticipés, le Distributeur tente de diversifier son portefeuille de moyens en recherchant des moyens plus flexibles que les contrats de long terme, notamment les options d'électricité interruptible et les interventions en gestion de la puissance.⁴

Suite à un projet pilote lancé dans le cadre du dossier R-3933-2015, le Distributeur estime que la contribution du GDP Affaires (le « Programme » pourrait atteindre plus de 500 MW à l'horizon 2025-2026⁵. En réponse à une demande de renseignements de l'AQCIE et du CIFQ, le Distributeur précise qu'il est ouvert à un apport plus élevé.⁶

² B-0004, page 6

³ B-0015, page 6

⁴ B0004, page 7

⁵ B-0004, page 7, tableau 1

⁶ B-0019, page 3

L'AQCIE et le CIFQ appuient cette démarche visant l'élargissement de l'éventail des options permettant de satisfaire les besoins de pointe prévus et estiment que l'atteinte du plein potentiel de ces moyens doit être poursuivie en autant que cela soit économiquement justifiable.

2. JUSTIFICATION ECONOMIQUE

La justification économique du Programme présentée par le Distributeur prend en considération les coûts évités d'approvisionnement en puissance, ainsi que les coûts évités de transport et de distribution⁷. En effet, selon le Distributeur, toute réduction de l'appel de puissance de l'ensemble des participants au Programme contribue aux efforts de réduction de l'appel de puissance de l'ensemble du réseau d'Hydro-Québec.

La comparaison économique proposée par le Distributeur consiste à comparer la valeur actualisée de l'ensemble de ces coûts évités à la valeur actualisée de la rémunération des participants qui réduisent leur appel de puissance à la demande du Distributeur.

Les résultats de cette comparaison montrent que le Programme est économiquement justifiable, même en considérant le coût d'approvisionnement de court terme sur les marchés pour les premières années d'application du Programme.

De plus, en réponse à une demande de renseignements de la Régie, le Distributeur présente une évaluation de ce que serait le coût d'approvisionnement sans le Programme. Cette évaluation permet de comparer un scénario sans le Programme à un scénario avec le Programme au lieu de faire une comparaison en utilisant les coûts évités.

Selon le Distributeur, il y aurait alors des achats de court terme jusqu'en 2020-2021, puis un achat de 500 MW résultant d'un appel d'offres pour un approvisionnement de long terme. Dans ce dernier cas, il est supposé que le prix serait celui du contrat actuel avec le Producteur.⁸

Le tableau ci-dessous présente le détail de ce scénario, ainsi qu'une comparaison avec les résultats du scénario avec le Programme.

⁷ B-0007, pages 12 et 13, et B-0015, pages 8 et 9

⁸ B-0015, page 10

TABLEAU R-2.2-C :
COÛTS DES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ SANS PROGRAMME DE GDP

	VAN	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
Bilan sans GDP - Puissance additionnelle requise (MW)		450	950	1 100	1 350	1 550	1 850	2 150	2 450
MW à acquérir pour équilibrer le bilan		320	390	420	470	500	510	530	540
(1) Avec achats puissance court terme		320	390	420	-	-	10	30	40
(2) Avec appel d'offre de long terme		-	-	-	500	500	500	500	500
Achats court terme prime fixe									
(3) Coût unitaire \$/kW		20	20	21	21	22	22	23	23
(4) = (3) * (1)	23,1	6,4	8,0	8,7	-	-	0,2	0,7	0,9
Achats court terme prime variable									
(5) Coût unitaire (\$/kWh)		18,01	18,37	18,74	19,11	19,49	19,88	20,28	20,69
(6) kWh pour 100 heures		32	39	42	-	-	1	3	4
(7) = (6) * (5)	20,8	5,8	7,2	7,9	-	-	0,2	0,6	0,8
Achat A/O prime fixe									
(8) Coût unitaire (\$/kW)		-	-	-	117	119	122	124	127
(9) = (8) * (2)	233,8	-	-	-	58,5	59,7	60,9	62,1	63,3
Achat A/O prime variable									
(10) Coût unitaire (\$/kWh)		-	-	-	6,19	6,32	6,44	6,57	6,70
(11) kWh pour 100 heures		-	-	-	50	50	50	50	50
(12) = (11) * (10)	12,4	-	-	-	3,1	3,2	3,2	3,3	3,4
(13) = (4)+(7)+(9)+(12)	290,0	12,2	15,1	16,6	61,6	62,8	64,5	66,7	68,4
Comparaison avec les coûts totaux GDP Affaires (M\$)									
(14) Coûts totaux GDP Affaires (M\$)	209,9	25,2	28,8	29,6	30,5	33,3	34,2	35,9	36,8
(15) = (14) - (13)	(80,1)	13,0	13,7	13,0	(31,1)	(29,5)	(30,3)	(30,8)	(31,7)

Les résultats montrent que le scénario des achats sans le Programme présente un avantage économique pour les trois premières années, mais que sur la période considérée de 7 ans le coût total actualisé du scénario avec le Programme est inférieur au coût total actualisé du scénario considérant des achats sur les marchés. L'écart est de 80,1 M\$ soit un écart de 38%. Il est à noter qu'une analyse sur une plus longue période montrerait un avantage encore plus important pour le scénario avec le Programme.

Ainsi, considérant qu'il contribue à satisfaire les besoins en puissance du Distributeur et qu'il est justifiable sur le plan économique, l'AQCIE et le CIFQ recommandent à la Régie d'autoriser la mise en application du programme GDP Affaires.

3. COMPARAISON AVEC LES OPTIONS D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE (OÉI)

Le Distributeur mentionne que le Programme et les OÉI visent à combler les besoins à la pointe du Distributeur par une réduction de la consommation de ses clients en contrepartie d'une compensation. Il ajoute que ces deux mesures permettent de favoriser une participation maximum à la gestion des approvisionnements dans la zone de réglage du Distributeur. Dans ce contexte, il apparaît que le Programme ne devrait pas être considéré comme un programme d'efficacité énergétique, mais comme une option tarifaire, à l'instar des OÉI.

La Régie présente un tableau montrant l'utilisation de l'option d'électricité interruptible pour la clientèle grande puissance pour les 3 derniers hivers et estime que le coût moyen, pour les 3 derniers hivers, des crédits totaux effectivement versés à la clientèle grande puissance a été de

14,16 \$ le kW.⁹ Le Distributeur confirme les valeurs présentées par la Régie et rappelle que, pour l'option la plus populaire de l'OÉI grande puissance, (Option I) le nombre maximal d'heures d'interruption par hiver peut atteindre 100 et que pour ces 100 heures d'interruption, le coût des OÉI serait de l'ordre de 40 \$/kW.¹⁰

Par contre, dans le cas du Programme, il n'y a pas de coût variable et le prix proposé par le Distributeur est de 70 \$ par kW effectivement effacé.

Par ailleurs, en se basant sur les résultats du dernier appel d'offres pour combler des besoins en puissance de long terme, le Distributeur estime le prix à 110 \$/kW pour l'année 2018-2019.¹¹

Étant donné la différence importante de prix entre les divers moyens de satisfaire les besoins de pointe, l'AQCIE et le CIFQ sont d'avis qu'il y a lieu de s'assurer que les mesures les plus intéressantes sont utilisées à leur plein potentiel.

Concernant les OÉI, en réponse à une demande de renseignements de la Régie, le Distributeur mentionne :

Les modalités actuelles des OÉI suscitent suffisamment d'intérêt chez les clients pour permettre au Distributeur de compter sur une contribution de l'ordre de 1 000 MW dans son bilan. À cet effet, le Distributeur rappelle que le potentiel des OÉI semble atteint. Dans ces conditions, le Distributeur ne voit aucune nécessité à bonifier l'appui financier offert par les OÉI. (notre soulignement)

L'AQCIE et le CIFQ ne partagent pas cette affirmation du Distributeur. Il faudrait plutôt revoir l'approche des options de gestion de la puissance, notamment les notions de moyens de court terme et de long terme. Par le passé, les industriels se sont dits ouverts à discuter d'engagement pour plusieurs années et même dans certains cas de fournir le contrôle de la réduction de puissance au Distributeur. L'avantage de la réduction de puissance de la charge locale au moyen des options interruptibles n'est pas pris en compte lorsque que l'on compare ces options au UCAP seulement sans considérer les coûts évités de transport. Si cette question était correctement analysée, l'avantage économique des OÉI apparaîtrait sans doute comme nettement supérieur pour l'ensemble des usagers. En conséquence, de meilleures conditions consenties notamment pour les OÉI grande puissance pourraient permettre aux industriels d'augmenter significativement l'offre puisque, comme pour le Programme GDP Affaires, elles compenseraient pour la valeur des pertes de production des entreprises. De plus, cela permettrait d'augmenter la concurrence pour la fourniture de la puissance de pointe. Les intervenants sont convaincus que l'offre d'électricité interruptible pourrait être plus grande.

Le Distributeur doit donc vérifier si une compensation plus élevée que celle en vigueur permettrait d'augmenter la quantité de puissance interruptible, mais également examiner tous les avantages des OÉI pour la charge locale.

⁹ B-0015, page 41

¹⁰ B-0015, page 42

¹¹ B-0015, page 8, tableau 2.2-A

D'ailleurs, en réponse à une demande de renseignements de l'AQCIE et du CIFQ, le Distributeur mentionne qu'il n'a pas évalué le potentiel qui serait atteint avec un appui financier plus élevé que celui offert actuellement.

L'AQCIE et le CIFQ considèrent que la Régie devrait exiger du Distributeur qu'il vérifie le potentiel résultant d'une augmentation de l'appui financier pour chacune des mesures mentionnées ci-dessus afin d'être en mesure de faire une comparaison adéquate entre toutes les options disponibles qui répondent aux critères du NPCC pour équilibrer son bilan en puissance.

Lévis, le 20 août 2018